

マレーシア

ポートディクソン火力発電所リハビリ事業

評価者：OPMAC 株式会社

三島 光恵

現地調査：2008年9月21日～27日

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



ポートディクソン火力発電所
(本事業の発電設備)

1.1 背景：

1990年代の半島マレーシアの電力系統の電力需要は、高い経済成長率や外国企業の進出に支えられて大幅に増加しており、1992年から1998年の期間でピーク需要は約1.9倍、売電量は2倍以上に増加していた。その後のピーク需要の伸びは年率約5～7%で2005年までに12,000MW～14,000MW、売電量の伸びは年率5%～8%で同年までに70,000GWh～85,000GWhに達すると予測されていた。半島電力系統の中でもクアラルンプール首都圏、クアラルンプール南西のプトラジャヤおよびマルチメディアスーパーコリドー対象地域が主要な需要地で、これらの地域の電力需要の大幅増加が予測されていた。また、情報関連産業投資が期待される中、無停電で高品質の電力供給への需要が高かった。

1998年当時の半島電力系統の総発電容量は12,617MW、うち、マレーシア電力会社(Tenaga Nasional Berhad: TNB)は全体の62%を占め、残り38%が独立電力事業者(Independent Power Producer: IPP)の発電設備であったが、当時通貨危機の影響からIPPの電源計画の資金調達が非常に困難になっており、計画実施に大幅な遅延が生じていた。このため、マレーシア政府としてはTNB電源の開発を優先的に進める方針であった。

1.2 目的：

ネグリセンビラン州に位置するポートディクソン火力発電所において、著しく老朽化し、非効率な油焚き発電設備を撤去し(本事業では 600MW のうちの 240MW 分¹⁾、高効率かつ有害ガス排出量の著しく低いガスコンバインドサイクル火力発電設備へと転換することにより、安定的な電力供給の実現と有害ガス排出量の抑制を図り、もって半島マレーシア電力系統の安定化とエネルギー源の多様化へ貢献するものである。

1.3 借入人／実施機関：マレーシア電力会社 Tenaga Nasional Berhad (TNB)

(マレーシア政府保証)

1.4 借款契約概要：

円借款承諾額／実行額	49,087 百万円 / 48,607 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1999 年 3 月 / 1999 年 3 月
借款契約条件	金利 0.75%、返済 40 年 (うち据置 10 年)、 一般アンタイド
貸付完了	2006 年 6 月
本体契約	PCB Power SDN BHD (マレーシア)、三井物産株式会社 (日本)、三菱重工業株式会社 (日本)
コンサルタント契約	東電設計株式会社(日本)
事業化調査 (フィージビリティ・スタ ディ：F/S)等	98 年 TNB による F/S

2. 評価結果

2.1 妥当性 (レーティング：a)

本事業の実施は審査時及び事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は高い。

2.2.1 政策・施策との整合性

第 7 次 5 カ年計画 (1996-2000 年) のエネルギーセクターの主要目標は、「効率的に資源を利用し、環境への負の影響を最小化しつつ、適切で安定した、かつ費

¹ 残りの 360MW 分の撤去と新たな 750MW 級のガスコンバインドサイクル発電設備の建設は、1999 年度に借款契約が結ばれた円借款事業「ポートディクソン火力発電所リハビリ事業(2)」にて実施されている。

用対効果のあるエネルギーの供給を確保すること」であった。目標達成の手段の一つとして「継続的なエネルギー源の多様化」、すなわち、石油偏重を避け、天然ガス・水力・石炭を加えた4種のエネルギー源に分散することを継続的に推進していた。電力セクターの燃料源としては、特にガスの利用を急速に進め、引き続きガスの利用に重点をおく政策が掲げられていた。

第8次5ヵ年計画（2001-2005年）では引き続き、電力需要増に応じた発電設備容量増の必要性と火力発電所の燃料を効率性が高く、環境負荷がより少ないガスへ転換する方針が述べられていた。しかし、第9次5ヵ年計画（2006-2010年）では、今後はガスに偏重している電力エネルギー源を緩和し、石炭の利用増でエネルギー源を更に多様化していく方針である。2002年以降、電力セクターへのガス供給量は上限が定められ（1,350mmscfd²）、現在はガスをエネルギー源とする発電設備は設備更新のみに限定されている。本事業はガスへの転換を推進中に計画・実施されたもので、既存あるいは計画実施中のガスによる発電所は今後も一定程度維持されるため、現在においてもその妥当性はある。

本事業は、油焚き発電所をガスコンバインドサイクル発電所へ転換することで、石油の代わりにガスの利用を推進すると同時に、設備性能として高効率なエネルギー転換と環境への影響を大幅に改善できるものであったことから、マレーシア政府の政策と一致していた。

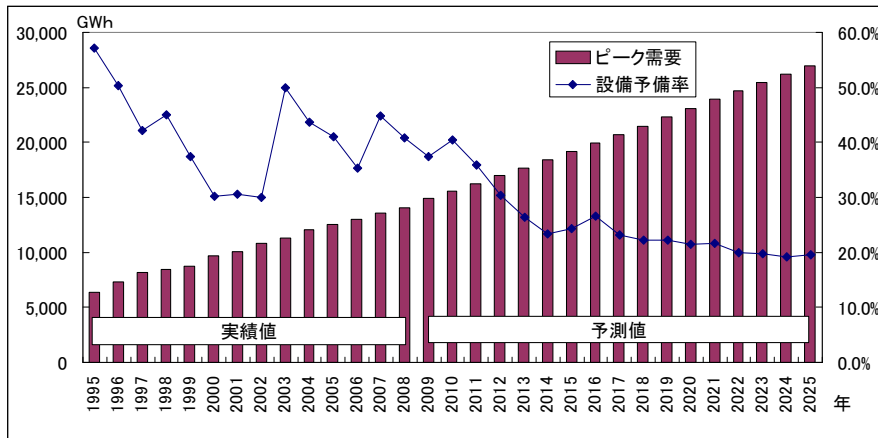
2.2.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査当時（1998年）の半島マレーシアにおける電力需要増の予測では、2001年に審査当時の電力系統の設備予備率の目標値30%を下回り、2004年には4%未満と安定的電力供給が不可能となることが分析され、早急に電力設備増強が必要とされていた。

評価時点（2008年）の1995年以降のピーク需要および設備予備率の実績と2009年以降の予測は図1に示すとおりである。設備予備率は2001年以降、30%～40%台で推移し、2008年（調査時点）は40.8%と十分なレベルに達している。第8次5ヵ年計画の時点では2005年のピーク需要が15,380MWと予測されていたが、第9次5ヵ年計画時点での実績では12,493MWと予測を下回ったことなどを背景に設備予備率は十分なレベルに達している状況である。ただし、現状の設備計画においては、本事業による電力供給開始後の長期予測では、2011年以降に設備予備率は徐々に下がり、2020年には21.4%となると予測されている。こうした将来的予測を鑑みると、本事業のニーズは評価時点においても認められる。なお、マレーシア政府の設備予備率の目標値は第9次5ヵ年計画中間レビュー時に20%へ下方修正されている。

² million standard cubic feet per day（百万標準立方フィート/日）の略でガスの流量単位。

図 1：半島マレーシア系統のピーク需要と設備容量予備率の実績と推移



出所：TNB

環境面の負荷の軽減については、発電所の立地からみても必要性があった。ポートディクソンはクアラルンプール近郊の観光地で、火力発電所の周辺は学校、病院、ホテルや住宅等が隣接している。アプレイザル時に確認されたとおり、周辺住民や施設に対する環境への影響については特に配慮が必要であった。油焚き発電設備は運転開始後 30 年を経過し、老朽化が著しく、有害ガスの排出量も多く、設備を更新する必要があった。

2.2 効率性（レーティング：b）

本事業は、事業費については計画を下回った（計画比 81%）ものの、期間が計画を若干上回った（計画比 119%）ため、効率性についての評価は中程度と判断される。

2.2.1 アウトプット

本事業では、ほぼ計画どおりのアウトプットがあった。物理的な面で変更があった点は、コンバインドサイクル発電設備関連で 6 ヶ所のベイ（発電機からの母線の引き出し口）の追加とそれと関連する 275kV のガス絶縁開閉器（GIS）が追加された点である。その理由は、アプレイザル時の当初計画では、本事業の完成後にポートディクソンの既存発電機からの電力供給を停止する予定であったが、



写真 1：発電設備、排水設備等

その後、2002年に既存の発電機をそのまましばらくスタンドバイとして使用することになったことにより、追加のベイやその関連設備が必要となったためである。1998～2002年は設備予備率が下がっていたため、以上の判断については、妥当であったと認められる。

2.2.2 期間

期間は計画に対し、若干(計画比119%)上回った。約1年の遅延の主な原因は、既存の発電設備の撤去作業の遅れによる。既存の発電所撤去作業が遅延したことにより、本体工事の開始が10ヶ月遅延した。

既存の発電設備(1～4号機、計240MW)の撤去作業はTNBが自己資金を投入し、責任をもって実施することになっていたが、一部の発電設備(5～7号機)を運転しながら撤去作業を行い、その跡地に新規発電設備を建設するという作業は大規模な作業を伴い、実施が困難なものであった。マレーシア国内で前例がなく、TNBにとって初めての作業であった。撤去作業計画の検討や準備に時間がかかり、撤去作業開始が15ヶ月遅れ、工期についても当初計画よりも2ヶ月延びた。本体工事は工事開始が10ヶ月遅延した上、アウトプットの変更等の影響を受けて工期は計画よりも5ヶ月延びた。しかしながら、こうした工期の遅延に対処すべく、本体工事の詳細設計等計画や作業で前倒しができる部分に関しては早期に進めるなど遅延を最小化する努力がなされ、全体的には1年の遅延で留まったと評価できる。

2.2.3 事業費

事業費については計画総事業費65,449百万円(うち円借款49,087百万円)に対し、総事業費52,687百万円(うち円借款48,607百万円)と計画を下回った(計画比81%)。主な減少項目は、税金・関税についてであり、事業開始後に免税が受けられることとなったため、7,027百万円と計画総事業費の10%以上減少した。撤去作業の大幅な増加、本体工事の追加部分による事業費増等はあったが、この減少により総事業費の枠内で収まった。

2.3 有効性(レーティング:a)

本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、事業目的は達成されており、有効性は高い。

2.3.1 発電所の運用状況および効果

本事業設備のISO定格出力は750MWであるが、マレーシアの気温32度の環境での最大出力テストの結果は725MW、年間可能出力(TAAC:Tested Annual Available Capacity)は703MWとなっている。表1に示すように、設備利用率は80%以上、

稼働率も 90%以上と高い。稼働率は ISO 定格出力で想定した発電量からみても 85%以上になっている。発電端熱効率の実績は 55%となっている。図 2 で示すとおり、送電端発電量は、発電開始以来、発電所計画値を越えている。

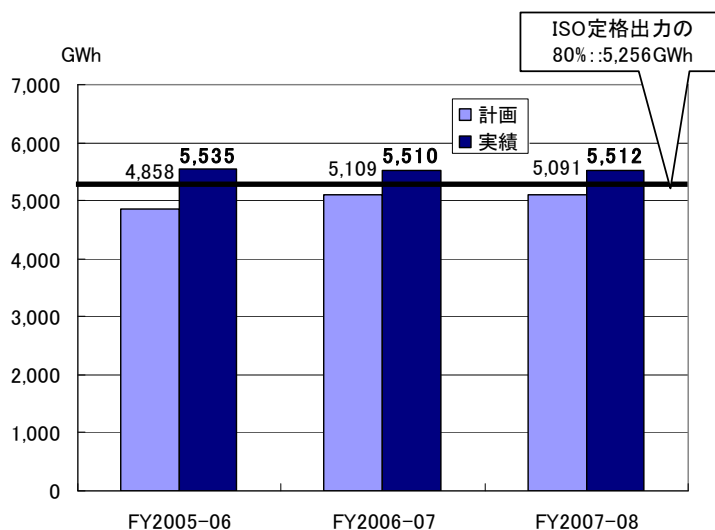
表 1：運用状況指標

指標		FY2005-06	FY2006-07	FY2007-08
設備利用率 (%)	計画	92.0	92.0	91.4
	実績	94.6	96.2	96.9
稼働率 (%)	計画	85.2	90.1	89.5
	実績	92.7	91.9	90.9
所内率 (%)	実績	2.0	1.9	1.7

出所：TNB

注：上記の設備利用率および稼働率の計算は年平均可能出力をベースに計算されたもの。定格出力をベースとして計算しても設備利用率は 85%以上となっている。所内率は発電端発電量に対する所内消費電力量の割合。

図 2：送電端発電量の計画と実績



出所：TNB

こうした高い稼働率の背景には、表 2 の停止時間数に示すとおり、計画外停止時間が少ないことがあげられる。計画外停止時間の割合は 0.94~1.22%と、発電所として目標値としている 3.4~4.0%からさらに低い数値となっている。人員ミスによる回数と停止時間は 2006/07 年度の 3 回約 14 時間から 2007/08 年度には 2 回約 2 時間へと減少した。発電所では事故原因を詳細に記録して見直し、人員ミスの再発防止に努めている。

表 2：原因別停止時間

原因		FY2005-06	FY2006-07	FY2007-08
人員ミス	回数	0	3	2
	時間	0	14.16	2.16
機械故障	回数	66	6	22
	時間	528.11	18.72	410.16
計画停止	回数	22	19	64
	時間	1,587.44	2,475.84	2,323.44
総停止時間	時間	2,115.55	2,508.72	2,735.76

出所：TNB

2.3.2 有害ガス排出量の抑制

本事業の発電所は、油焚き発電所との比較で、実際の稼働状況の数値から表 3 に示すように NOx、SOx、CO₂ の排出量が減少していると推定できる。単位発電量あたりでみると、SOx についてはほぼ 100%、NOx の排出に関しても非常に少なくなっており、CO₂ についても約 60% の削減が達成できたとみなされる。

表 3：単位発電量あたり (kWh) の有害ガス排出量削減率

指標名(単位)	2005~2007 年度
NOx 排出量削減率 (%)	98
SOx 排出量削減率 (%)	約 100
二酸化炭素 (CO ₂) 排出量削減率 (%)	61

出所：TNB 提供の数値より、計算。

2.3.3 財務的内部収益率 (FIRR) の再計算

審査時の FIRR は、費用として投資コスト、燃料費、運営維持費 (税金を含む)、便益として売電収入、プロジェクトライフ 21 年にて計算し、8.82%であった。審査時との同じ項目にて評価時に再計算した結果は、7.97%であった。差異の理由は、審査時の計算と比較し、事業費減少と売電収入増があったが、燃料費の大幅な増加と運営維持管理費の若干の増加が影響し、結果として約 1%下がった。

2.4 インパクト

2.4.1 半島マレーシアの電力系統安定化とエネルギー源多様化への貢献

人口約 2 千万人の半島マレーシアにおける電力系統を運営している TNB にとり、本事業は、ベースロード対応³の電力供給の信頼性の高い発電施設として半島マレーシアの電力系統の安定化に寄与したといえる。

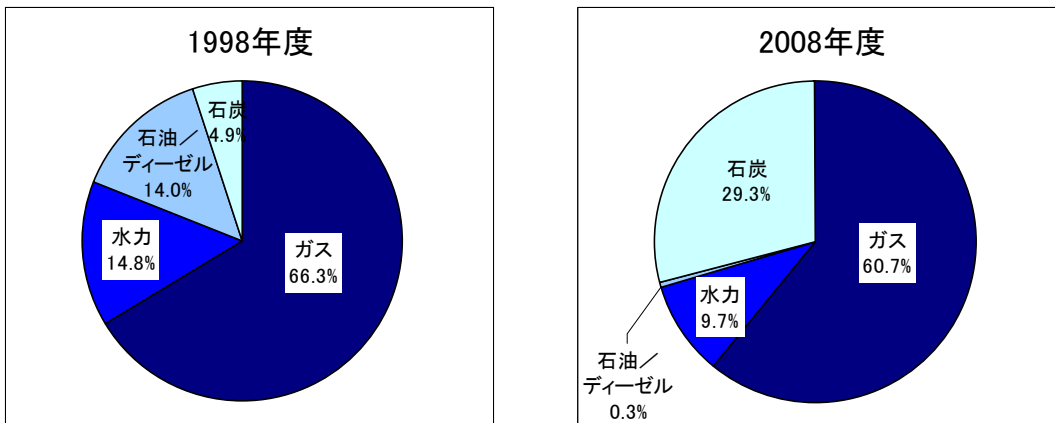
マレーシアの年間実質経済成長率は、2002 年度以降約 5~6%であった。こうし

³電力供給は、ベースロード対応、ミドルロード対応、ピークロード対応と分かれる。ベースロード対応とは必要される電力で最もベースとなる部分。

た経済成長を背景に TNB の売電量（半島マレーシア電力系統への電力供給量とほぼ同義）は、2000 年度 56,210GWh から 2007 年度 82,214.8GWh へと 7 年間で 46.2% 伸びた。ピーク需要についても図 1 にみられるように 2000 年度 9,712MW から 2006 年度 13,029MW へと 3,317MW（約 34%）上昇していた。本事業の発電量は 2007 年度の半島マレーシア電力系統の売電実績の約 6% を占める。半島マレーシア電力系統の発電容量の約 55% を所有する TNB のみについてみると、2007 年度実績で本事業は全体の設備容量の 6% である一方、発電量に占める割合は 14.5% となっている。本事業のような高効率かつ高品質の電力供給源の系統全体に占める位置づけは重要といえる。

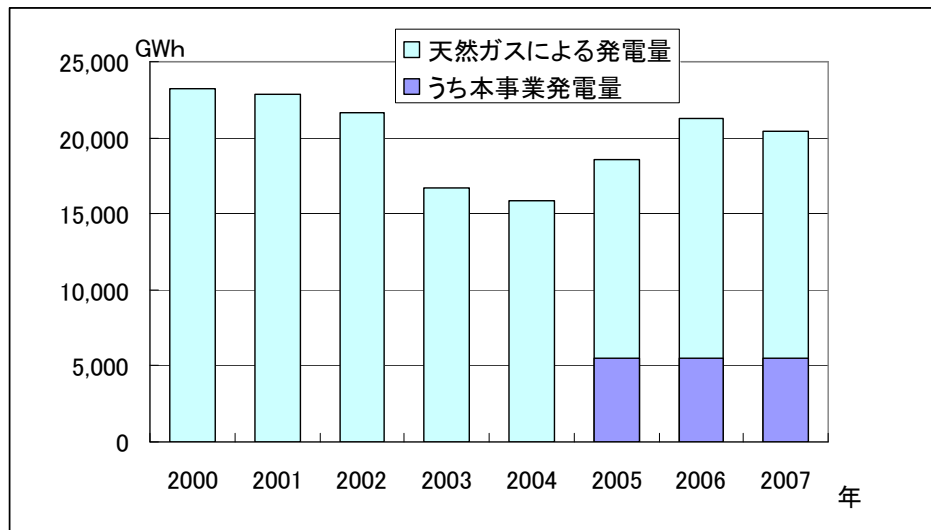
エネルギー源の多様化という意味では、半島マレーシア系統全体のエネルギー源別発電容量のシェアをみると、図 3 の 1998 年と 2008 年の比較では、ガスは約 6% 減少、石油／ディーゼル油は約 14% 減少、石炭は約 24% 増加した。この背景にはマレーシア政府政策として電力エネルギー源として、石炭の利用も推進されたためである。ただし、TNB のみについてみると、本事業開始後、2007 年実績コンバインドサイクルによる発電量は全体の 41% を占めており、うち、本事業発電量は約 27% を占めている。TNB の天然ガスによる発電量の推移は図 4 に示すとおり、2001 年～2004 年にかけて減少していたが、本事業運用開始の 2005 年以降、再び増加している。したがって、本事業の貢献は主に油焼き火力のシェア減少の一端を担い、また、TNB のガスによる発電量の増加という点にあったといえる。

図 3 半島マレーシアにおけるエネルギー源別発電容量の割合



出所：TNB 資料

図4 TNBの天然ガスによる発電量



出所： Energy Commission “Electricity Supply Industry Malaysia” (2006)p76, (2007) p79
 および TNB 資料

2.4.2 経済的インパクト

高効率のガスによる発電は、経済面において、燃料費削減のインパクトがあったといえる。例えば、2007年度の本事業の燃料費と油焼き火力発電による同等発電量の燃料費を計算して比較した場合、本事業の燃料費は約 2.5 億マレーシアリングット (RM)、油焼き発電所の場合は、約 17.8 億 RM となった。その差は約 15 億 RM となり、この額に相当する燃料費の削減があったとみなされる。

2.4.3 技術的インパクト

TNB によると、本事業では以下の点について、新たに学んだ点があり、類似の機器を導入する他の発電所（プライ (Prai) 発電所）などの運用にも役立ったことが報告されている。

- ・ TNB にとって、F class(F 型)⁴に相当するガスコンバインドサイクルの機器を導入したのは初めてであった。したがって、最新の機器の運用や問題の特定と対処法などについて学ぶ点が多かった。
- ・ 一部の発電機を稼働させつつ、一部の発電機を撤去し、その跡地で新規発電機の建設を行う工事の作業計画策定や進捗のマネージメントにおいて学んだ点があった。

また、本事業はマレーシア国内において、モデル発電所として年間 1,000 人以上の国内外訪問者を受け入れている。マレーシア政府による他国への技術協力やア

⁴三菱重工の F 型ガスタービンとはタービン入り口温度が^{*} 1,350℃のものをさす。現在、F class より性能が進んだガスタービンとして、G class および近年に開発された H class もある。

セアン電気事業者の連合組織(HUPUA: Heads of ASEAN Power Utilities / Authorities)の研修あるいは交流の一環として近隣アジア諸国の電気事業関係者がポートディクソン火力発電所を訪問している。

2.4.4 環境面でのインパクト

本事業は計画どおり発電所内の既存の用地を利用しており、新規用地取得はなく、住民移転は生じなかった。本事業担当の環境局に提出された発電所の過去数ヶ月の煙突出口箇所での NO_x、SO_x の排出量、大気環境モニタリング結果を確認したところ、表4のとおり、環境局の基準値未満で非常に低い数値となっている。同期間の排水の水質、騒音についても、環境局が認める範囲となっている。なお、TNBの資料によると、本事業発電設備の CO₂ 排出量については、約 0.38kg/kWh となっており、TNBの他の火力発電所と比較して最低の排出量となっている。

表4：大気汚染物質の排出量、大気環境モニタリング結果
(2007年9月～2008年7月)

項目	汚染物質	DOE 基準	左記基準の 単位変換	最小値 (ppm)	最大値 (ppm)	平均
煙突の 排出量	CEMS 1A (NO)	NO _x - 2.0gm SO ₃ /Nm ³	560.25ppm	0	55.3	18.48 ppm
	CEMS 1B (NO)			0	30	20.33 ppm
	CEMS 1A (SO ₂)	SO ₃ - 0.2gm SO ₃ /Nm ³	56.03ppm	0	17.9	0.73 ppm
	CEMS 1B (SO ₂)			0	14.8	0.71 ppm
	Main Stack 1A (Dust)	0.4 gm/Nm ³	400mg/Nm ³	2.7	47	19.16 mg/Nm ³
	Main Stack 1B (Dust)			8.7	10.7	8.55 mg/Nm ³
大気環境 モニタリング	No ₂	0.075 ppm (24 Hour)		0.00053	0.0031	0.0017 ppm
	SO ₂	0.04 ppm (24 Hour)		ND	0.016	0.011 ppm

出所：TNB、ポートディクソン発電所提供数値

注：ND: Not Detectable (検出不可能)。CEMS1A と 1B は、廃熱回収ボイラー2機の各煙突出口のところの排出量。大気環境モニタリングの結果は、2008年3月、4月、6月のみ。1gm=1000分の1g。

発電所環境モニタリング担当部署によると、以前の老朽化した油焚き火力発電機と比較し、大気モニタリング数値は非常に改善した⁵という。発電所近隣の学校、病院、住宅等から本事業稼動開始以降にクレームは受けていない。また、ポートディクソン火力発電所担当のネグリセンビラン州環境局のコメントによると、発電所の汚染物質の排出量は環境基準を満たしており、また、環境局として地元住民からのクレームを受けたことはないという。以上から本事業は周辺環境改善に貢献したといえる。

2.5 持続性（レーティング：a）

本事業は実施機関の能力及び維持管理体制ともに問題なく、高い持続性が見込

⁵ 以前の記録は入手できなかったが、環境モニタリング担当によると、油焚き発電所のは NO_x のモニタリング数値は 70-80ppm 以上に達していたという。

まれる。

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 運営・維持管理の体制

本事業設備の運営維持管理は、TNB のポートディクソン発電所が直接担当している。同発電所の組織図は図 5 のとおりである。本事業前には 288 名の人員がいたが、技術の高度化により、本事業稼動開始後の 138 名へと半減した。発電、メンテナンスとエンジニア、ビジネスサポートサービス、人事・品質の 4 部門があるが、2008 年現在、発電とメンテナンス部門にあわせてエンジニア約 30 名を含む 100 名以上の人員を配置している。日常点検はポートディクソン発電所のメンテナンス・エンジニアリング部が行っており、日常の運営維持管理を実施する体制は整っている。運営維持管理担当は 101 名（うちエンジニア 27 名）の体制で、要員数は十分とみられる。オーバーホール⁶など定期的な維持管理業務については、TNB の子会社の REMACO (TNB Repair and Maintenance Sdn. Bhd) に委託して実施している。

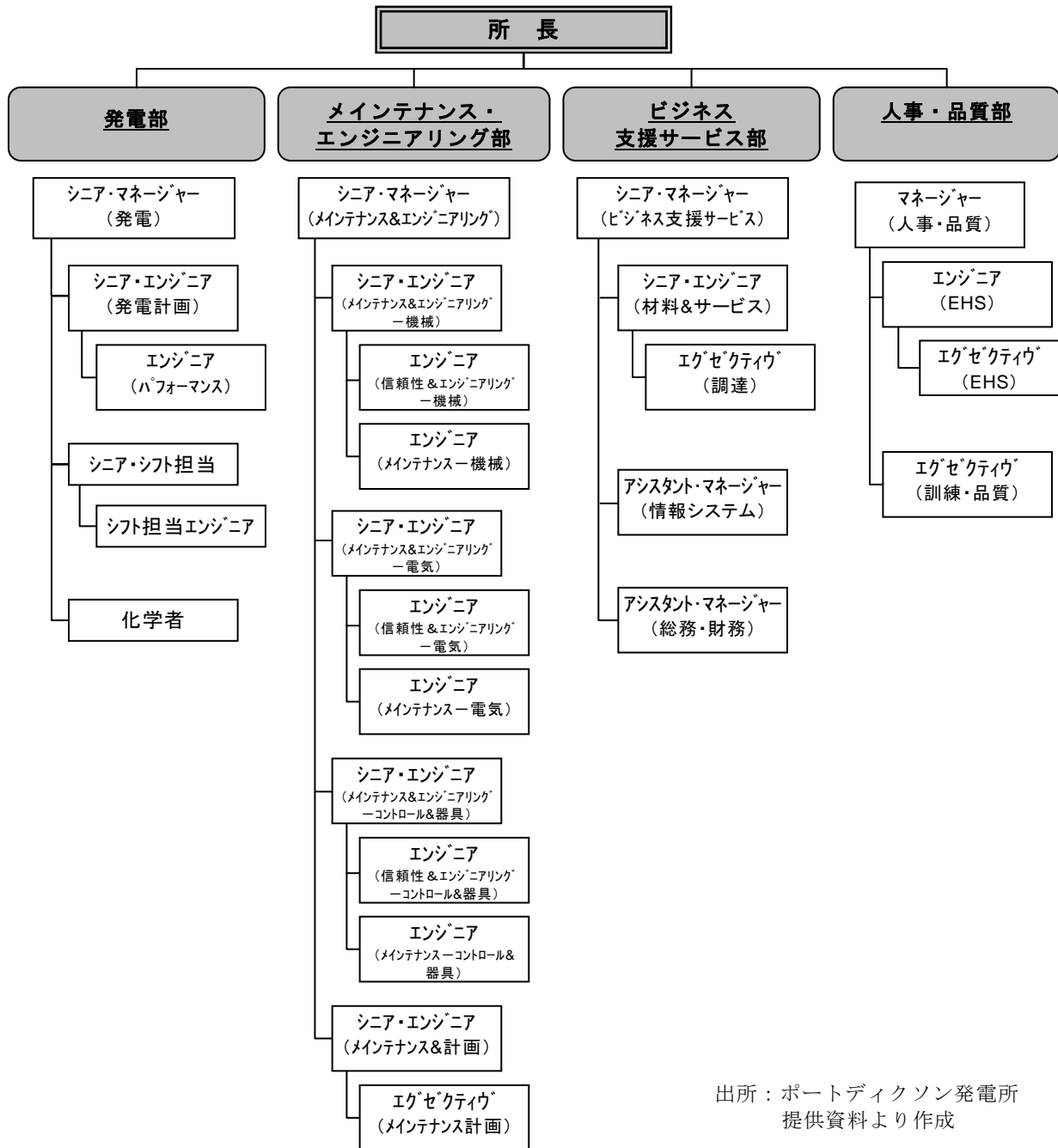
2.5.1.2 運営・維持管理における技術

運営・維持管理に関しては、コントラクターからトレーニングを受けた担当職員が実施しており、マニュアルも整備されている。現在、発電所における研修は毎年、職位別に定期的に行っている。メンテナンス関連を担当する新規職員の技術習得や経験のある技術者やエンジニア向けの再教育が定期的に行われている他、OJT によるシステムオペレーションの研修などが実施されている。

年間業務計画（メンテナンス、オーバーホールを含む）は、年内にほぼ計画どおり完了している。現在、予防保守（PM:Preventive Maintenance）と事後保守（CM:Corrective Maintenance）は 3:1 の比率で実施しているが、将来的な目標値としては 4:1 の比率で予防に重点をおいて実施することを目指しており、未然に故障やトラブルを防ぐべく努力がなされている。

⁶ 専門的な観点から徹底した総合点検・修理を行うこと。

図 5: ポートディクソン発電所の組織図



出所：ポートディクソン発電所
提供資料より作成



写真 2：コントロール室

なお、TNB は各発電所職員に対して、キー・パフォーマンス指標⁷による能力評価を行っている。個人および発電所レベルの両方で技術力に関わる部分の評価することで、問題意識を高め、改善を促しているといえる。また、オーバーホールを担当する REMACO は、1995 年に設立された組織で、国内の各発電所のメンテナンス実績のみならず、インドネシア、パキスタン、サウジアラビアといった海外の発電所の運営維持

管理を実施した実績もあり、職員の技術力は問題ないとみられる。

以上の点から、本事業を通じて移転された技術の持続性はあるとみなされる。

2.5.1.3 運営・維持管理における財務

ポートディクソン発電所において運営上の必要な維持管理費は毎年手当てされている。TNB 全体として 2005 年を除いて過去 5 年間は増収増益傾向にあり (TNB グループ全体でも同様の傾向)、特に 2006 年から 2007 年にかけては税引き前利益が倍増している。売り上げは 10%以上伸びたが、営業支出の伸びは比較的強く抑えられた。

ガスの供給量はマレーシア国営石油会社 (PETRONAS) からの供給が確保されているが、2008 年 9 月以降、ガスの価格が約 2 倍に上昇し、発電所の O&M コストが増加した。ただし、ポートディクソン発電所は TNB の数ある発電所の一つであり、TNB 全体の発電コストにどの程度今後影響するかは不明である。費用面では燃料費の変動等の今後の長期予測は難しいが、現時点で短期的に事業の運営・維持管理に影響を及ぼす点は見受けられない。

表 5：主要財務実績

(単位：百万 RM)

項目	2003	2004	2005	2006	2007
(1)売上高	15,306.9	16,538.3	17,561.3	18,815.1	21,400.6
(2)営業支出	12,943.0	14,010.6	15,787.1	16,601.6	17,441.8
(3)営業利益	3,099.7	3,450.4	2,599.5	2,904.5	4,752.7
(4)減価償却費	2,176.0	2,246.4	2,217.1	2,648.4	2,595.2
(5)税引前利益/損失	1,947.3	1,958.6	1,601.4	2,000.6	4,124.4

出所：TNB 年報より

2.5.2 運営・維持管理状況

⁷ 例えば、財務 (売り上げの改善や予算消化等)、顧客サービス (計画外停止時間など信頼性等)、内部プロセス (安全性、環境基準の充足等)、学習と成長 (事業完了実績や技術力の観点等) の指標。

発電所の実査では、設備状況は良好で、スペアパーツについても在庫管理が行き届いており、運営維持管理状況は良い。日常メンテナンスは、項目毎に定めた頻度にしたがって行われており、オーバーホールについては、ガスタービンは8,000時間毎、蒸気タービンは2年おきに実施されている。

ポートディクソン発電所は、近年の実績で TNB の所有する国内の火力発電所のうち、最も運営維持管理状況が良い発電所である。2007 年度、ポートディクソン火力発電所は、利用率、計画外停止時間、信頼性、効率性等において、TNB の他の火力発電所の実績指標と比較して、最もパフォーマンスが良かった。TNB の安全管理システムのレーティングについては、調査時点において 5 段階評価で最高の 5 ツ星と高い評価を受けている。また、国内のみならず、世界各国における同様の型のガスタービンの利用実績（2001-2007 年）と比較しても利用率、計画外停止率等、良好な数字を示している。

3. 結論及び教訓・提言

3.1 結論（レーティング：A）

本事業は撤去事業の遅れ等で事業完成が遅延したため、効率性は中程度であるが、政策的および開発ニーズの妥当性があり、運用状況が良好で有効性が高い。同時に電力の安定供給および環境面、経済面、技術面といった多様な側面においてインパクトがあった。また、TNB の組織体制、技術力、財務面で観点から持続性は高い。以上より、本事業の総合評価は非常に高いといえる。

3.2 教訓

既存の発電所の跡地に新規発電所を建設する場合、撤去作業に関しては、事前に入念な計画準備を要する。本事業ではそうした準備期間を事前に考慮していなかったため、計画に比して大幅な遅延が生じた。作業計画には、撤去作業計画に関する準備期間を考慮しておくべきであった。

3.3 提言

なし

以 上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット <ul style="list-style-type: none"> ・ 既存発電設備の撤去 ・ ガスコンバインサイクル発電設備 ・ ガス供給設備 ・ コンサルティングサービス 	主な内訳 60MW×4基の撤去 発電設備：750MW 級、ガスタービン2機、廃熱回収ボイラー2機、蒸気タービン1機、及びこれらの付属設備・共通設備等 土木工事：サイト準備、基礎工事。道路付け替え、排水工事等 建設工事：メインパワーハウス建屋、事務管理棟、附属発電設備建屋等 コンプレッサー、メータリングステーションなど 外国：395M/M 国内：595M/M 合計：990M/M	計画通り 計画通り 計画通り ただし、6ヶ所のベイと関連する275kV GIS 追加 計画通り 外国：305M/M 国内：502M/M 合計：807M/M
②期間 <ul style="list-style-type: none"> ・ 既存発電所撤去工事 ・ 本体工事 PQ～入札～契約 建設・据付 保証期間 ・ コンサルティングサービス 	2000年1月～11月 2000年2月～2001年8月 2001年9月～2004年3月 2004年3月～2005年3月 2000年1月～2005年3月	2002年2月～2003年2月 1999年9月～2001年10月 2002年7月～2005年6月 2005年6月～2006年6月 1999年12月～2005年7月
③事業費 <ul style="list-style-type: none"> 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート 	44,098百万円 21,351百万円 (669,310千 RM) 65,449百万円 49,087百万円 1RM=31.9円 (1998年11月現在)	37,422百万円 15,265百万円 (450,928千 RM) 52,687百万円 48,607百万円 1RM=29.54円 (2000～2006年加重平均)

別添資料1: FIRRの再計算

年	Consumer Price			
	Exchange Rate*1(1US\$=RM)	Exchange Rate*1(1US\$=Yen)	CPI実績*2	CPI推定 (2006年=100)
00	3.8	107.77	100.0	83.1
01	3.8	121.53	102.8	85.4
02	3.8	125.39	104.5	86.8
03	3.8	115.93	106.8	88.7
04	3.8	108.19	109.7	91.1
05	3.8	110.22	113.4	94.2
06	3.7	116.30	117.1	97.2
07	3.4	117.75	120.4	100.0
08			120.4	100.0

*1= IMF出版のInternational Financial Statistics Annual Average Exchange Rate (rf) を使用。

*2= IMF出版のInternational Financial StatisticsのConsumer Price Indexを使用。
2008年以降のCPIは2007年のものを使用

年	FIRRの再計算										単位: 百万US\$	
	費用							便益		キャッシュフロー (=B-A)		
	投資	燃料	O&M	小計	税金	合計	CPI調整合計A	売電収入	CPI調整合計B			
00	2			2		2	2			0	-2	
01	2			2		2	3			0	-3	
02	55			55		55	63			0	-63	
03	45			45		45	51			0	-51	
04	245			245		245	269			0	-269	
05	1	81	67	12	160	160	169	93	99	99	-71	
06	2	24	69	13	107	7	114	117	132	136	19	
07	3		89	17	106	23	129	129	192	192	63	
08	4		163	16	179	23	202	202	265	265	63	
09	5		150	29	179	19	198	198	251	251	52	
10	6		158	45	204	15	219	219	260	260	41	
11	7		160	25	185	21	206	206	262	262	56	
12	8		163	17	180	23	203	203	265	265	62	
13	9		159	26	185	20	206	206	261	261	55	
14	10		163	18	181	23	204	204	265	265	62	
15	11		147	33	180	18	199	199	248	248	50	
16	12		163	18	182	23	204	204	265	265	61	
17	13		160	29	189	20	208	208	262	262	54	
18	14		162	19	181	23	204	204	265	265	62	
19	15		163	30	193	19	212	212	262	262	51	
20	16		165	20	185	22	206	206	265	265	59	
21	17		166	37	204	12	216	216	248	248	32	
22	18		168	21	189	21	209	209	265	265	56	
23	19		170	31	201	16	218	218	262	262	45	
24	20		172	22	193	19	213	213	265	265	53	
25	21		173	33	206	15	221	221	262	262	41	

FIRR算定条件
・プロジェクトライフ: 稼働開始から21年
・年度: 9~8月
・便益: 売電収入
・費用: 建設投資、燃料費、O&M費、税金

* 事業税は2.7%

財務的内部収益率 FIRR = 7.97%
(アプレイザル時 FIRR =8.82%)